



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2370 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22(24:181m2370):622.324.5(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Бойко Алексей Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2019 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
**Федеральное государственное автономное образовательное**  
**учреждение высшего образования**  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ**  
**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Ковалев А.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б4Б	Бойко Алексей Игоревич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2370 метров на газовом месторождении (Тюменская область)»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

30 мая 2019 года

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	1. Геологические условия бурения 2. Интервал отбора керна: в пилотном стволе 3. Тип профиля: вертикальный 4. Данные по профилю: длина вертикального участка 2370м, Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2370 м 5. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 6. Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол 7. Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет буровой колонны

	2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., старший преподаватель кафедры экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	4 февраля 2019 года
---	---------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Ковалев Артем Владимирович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Б	Бойко Алексей Игоревич		

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Бойко Алексею Игоревичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.02.2019г
--	-------------

## Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		04.02.2019г

## Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Бойко Алексей Игоревич		04.02.2019г

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4Б	Бойко Алексею Игоревичу

<b>Школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавриат</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>21.03.01 Нефтегазовое дело</b>

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Площадка строительства скважины на нефть и газ.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Вредные факторы рабочего места бурильщика ЭРБ скважин на нефть и газ.</li> <li>-повышенный уровень шума;</li> <li>-повышенный уровень вибрации;</li> <li>-недостаточное освещение рабочей зоны;</li> <li>-повышенная запыленность и загазованность;</li> <li>-необходимые средства защиты от вредных факторов</li> <li>-Рассмотреть опасные проявления факторов производственной среды при строительстве скважины на нефть и газ.</li> <li>-Рассмотреть виды негативного воздействия на ОС при строительстве скважины на нефть и газ.</li> <li>- Виды ЧС при строительстве скважины на нефть и газ</li> </ul>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Законы и нормативные акты РФ. Групповой рабочий проект на строительство скважин.</p>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Анализ условий труда по вредным факторам рабочего места бурильщика ЭРБ на нефть и газ: шум, вибрация общая, тяжесть трудового процесса. Класс условий труда 3.1. Законодательством предусмотрено 17 наименований СИЗ.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Анализ факторов:</p> <p>Механические – подвижные и вращающиеся детали механизмов и машин (Каска, спе.одежда, спец. обувь, очки защитные и пр.);</p> <p>Термические – паровые шланги для обогрева бурового оборудования (спец.одежда, спец.обувь и пр.);</p> <p>Электробезопасность – поражение электрическим током (спец.одежда, молнезащита и пр.);</p> <p>Пожаровзрывобезопасность – возгорание, пожар, НГВП. Мероприятия – противоаварийные тренировки огнетушители, пожарный щит, песок и пр.)</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> </ul>	<p>Рассмотреть какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>окружающую природную среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</li> </ul> <p>решение по обеспечению экологической безопасности</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих)..</p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	-

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Бойко Алексей Игоревич		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2019 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2016 года	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		



## **РЕФЕРАТ**

Данная выпускная квалификационная работа содержит ключевые слова: месторождение, буровая установка, скважина, режим бурения, долота, винтовой забойный двигатель, калибратор, цементирование скважины, буровой раствор, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, социальная ответственность, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2370 метров на газовом месторождении (Тюменской области).

Целью работы является – проектирование технологических решений для бурения вертикальной разведочной скважины, разработка геолого-технического наряда, компоновки низа бурильной колонны, интервалов бурения и спуска обсадных колонн, а так же интервалов цементирования.

По итогу изучения были спроектированы основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики для бурения вертикальной разведочной одноколонной скважины с закрытым забоем, с расчетными рекомендуемыми режимами бурения каждого интервала и отбора керна, а так же интервал спуска обсадных колонн и цементирования по расчетным интервалам.

## Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Скважина** – цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

**Газонефтеводопроявление** – поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

**Нефтегазоводоносность** – содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛ – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ВБТ – ведущая бурильная труба;
- ТБТ – тяжелая бурильная труба;
- ТБПК – труба бурильная с приварными замками;
- ПХЦЗ – подвеска хвостовика цементируемая защищенная.

## Оглавление

	ВВЕДЕНИЕ	14
1	ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	16
1.1.	Геологические условия бурения	16
1.2.	Характеристика газонефтеводоносности месторождения	16
1.3.	Зоны возможных осложнений	16
2.	ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1.	Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2.	Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	17
2.2.1	Совмещенный график давлений	17
2.2.2.	Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.3.	Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.3.	Углубления скважины	20
2.3.1.	Выбор способа бурения	21
2.3.2.	Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3.	Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент	22
2.3.4.	Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмент	23
2.3.5.	Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.3.6.	Расчёт необходимого расхода бурового раствора	25
2.3.7.	Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	28
2.3.8.	Обоснование типов и компонентного состава бурового раствора	28
2.3.9.	Выбор гидравлической программы промывки скважины	30
2.4.	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	30
2.5.	Проектирование процессов заканчивания скважин	31
2.5.1.	Расчет обсадных колонн	31
2.5.1.2.	Расчет наружных избыточных давлений	31
2.5.1.3.	Расчет внутренних избыточных давлений	32
2.5.1.4.	Конструирование обсадной колонны по длине	33

2.5.2.	Расчет процессов цементирования скважин	33
2.5.2.1.	Выбор способа цементирования обсадных колонн	33
2.5.2.2.	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	33
2.5.3.	Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования	34
2.5.4.	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	35
2.6.	Выбор буровой установки	36
3.	Применение облегченных тампонажных растворов на основе ОМД при цементировании обсадных колонн в условиях западной Сибири	38
3.1	Теоретическая часть	38
3.2.	Экспериментальная часть	41
3.3.	Заключение	43
4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	44
4.1.	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	44
4.2.	Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины	44
4.3.	Определение рейсовой, механической и коммерческой скорости бурения	46
4.4.	Линейный календарный график выполнения работ	47
4.5.	Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины	48
5.	Социальная ответственность	49
5.1.	Производственная безопасность	49
5.2.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы	54
5.3.	Экологическая безопасность	55

5.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	57
5.5.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	58
	Список используемой литературы	61
	Список использованных источников	63
	Заключение	69
	Приложения А Геологические условия бурения скважины	70
	Приложение Б	
	Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения	75
	Приложение В	
	Зоны возможных осложнений	78
	Приложение Г	
	Выбор породоразрушающего инструмента	83
	Приложение Д Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	84
	Приложение Е Обоснование типов компонентного состава буровых растворов	88
	Приложение Ж	
	Гидравлическая программа промывки скважины	93
	Приложение З	
	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	95

## **Введение**

В настоящее время нефть и газ – это очень важный природный ресурс для всего мира. На сегодняшний день они являются важнейшим сырьем для всего человечества, и жизнь без них немыслима. Из этих полезных ископаемых делают многое, что нас окружает. Это не только бензин и керосин, моторные масла, смазки, но и все что состоит из пластмассы изготовлено из нефти. Нефтепродукты так же служат источником энергии, применяются в сельском хозяйстве, строительстве и даже в медицине.

Строительство нефтяных и газовых скважин подразумевает полный цикл работ, в который входят мероприятия по проектированию скважины в соответствии с геологией этого района, подготовительных работ, бурения, испытания и освоения.

От качества пробуренной скважины зависит дальнейшая возможность добычи нефти или газа. Таким образом, необходимо спроектировать такие технологические решения, чтобы обеспечить без аварийное бурение, качественное вскрытие продуктивного пласта и цементирование ствола скважины.

## **1 Общая и геологическая часть**

### **1.1 Геологические условия бурения**

Геологические условия бурения представлены в приложении А.

#### **Краткая характеристика геологических условий бурения.**

Интервал 0–2370 м в большей части сложен глинами, переслаивающимися с алевролитами, аргиллитами и песчаниками. В разрезе представлены мягкие и средние по твердости породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента в сочетании с параметрами режима бурения, обеспечивающими наивысшую механическую скорость бурения.

На всех интервалах, несовместимые условия по бурению скважины, исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва, отсутствуют, что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны.

### **1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения**

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в приложении Б.

#### *Краткая характеристика флюидосодержащих пластов*

Разрез скважины представлен 1 водоносным 4 нефтеносными и 4 газовыми пластами.

#### **1.1. Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении В.

#### *Краткая характеристика возможных осложнений*

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В следующих интервалах возможен прихват инструмента:

В интервале 0–200 м возможен обвал неустойчивых пород, в интервале 300–500 м набухание опоковидных глин, обвал стенок скважины, в интервале 550–1960 м возможно сальникообразование, в интервале 1960–2265 м – возможность дифференциального прихвата. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора смазывающими добавками.



## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины**

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

### **2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин**

Согласно геологическим данным, тип коллектора порово–трещиновато–каверновый (по фильтрационной характеристике относится к коллекторам пористого или трещинного типа, характеризуется чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо и газовмещающих пропластков с разными пластовыми давлениями).

Следовательно, необходима *конструкция забоя закрытого типа*, в которой продуктивные объекты перекрывается сплошной колонной с обязательным сплошным цементированием.

#### **2.2.1 Совмещенный график давлений**

Чтобы определить необходимость дополнительных колонн, необходимо построить совмещенный график давлений.

Согласно совмещенному графику давлений, зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

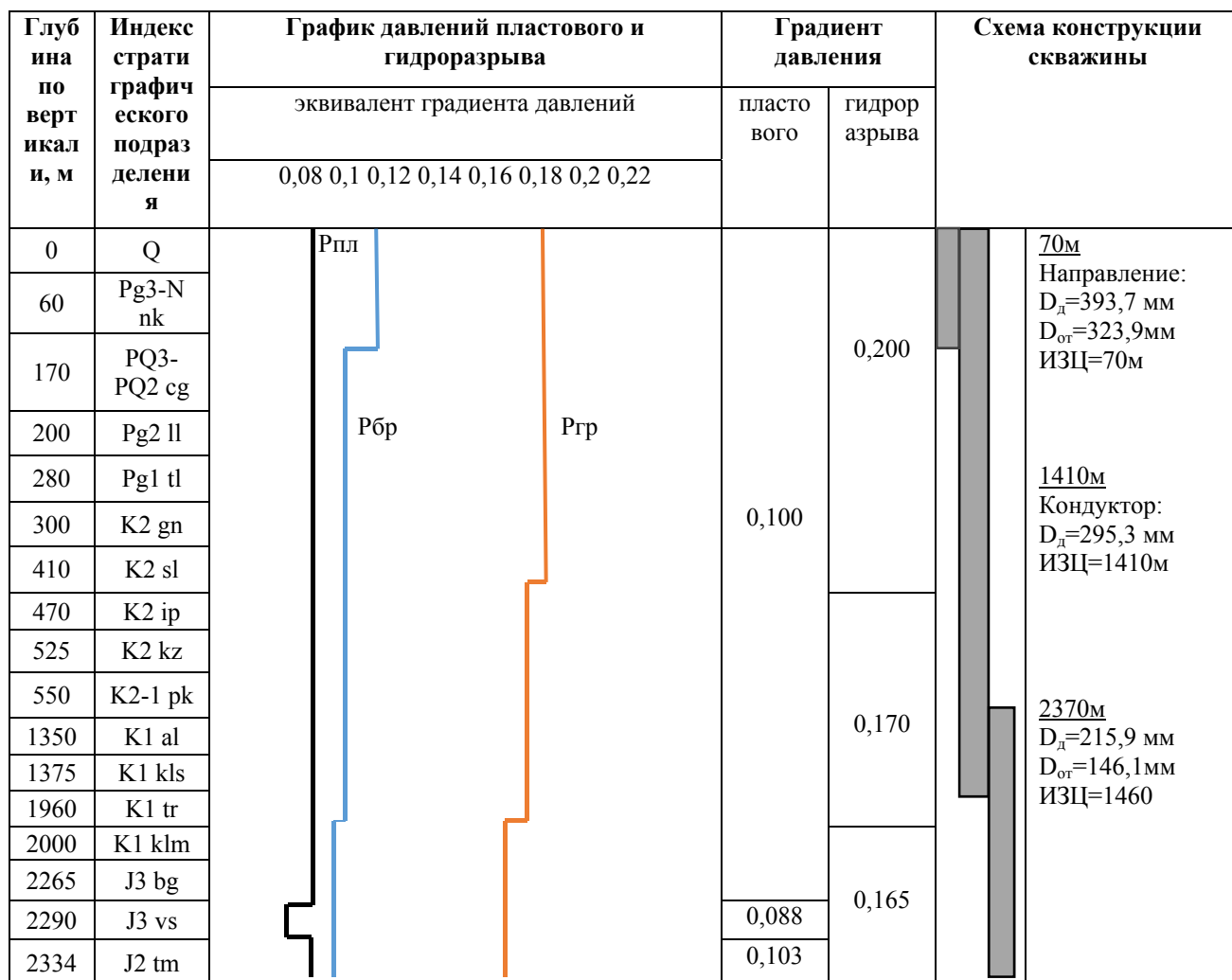


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

## 2.2.2 Определение числа колонн и глубины их спуск

Таблица 1 – Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	0–70	0–70	323,9	393,7
Кондуктор	0–1410	0–1410	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0–2370	910–2370	146,1	215,9

## 2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны  $P_{оп}$ . В соответствии с п. 245 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности величина давления опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП} = k^2 \cdot P_{му},$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$  – давление, необходимое для ликвидации ГНВП;

Для газового пласта величина максимального устьевого давления считается по формуле:

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s} = 20,16 \text{ МПа},$$

Т.к. в разрезе присутствуют и нефтяные, и газовые пласты, за  $P_{му}$  принимаем наибольшее из полученных значений (для газового пласта). В таком случае давление опрессовки составит 24,40 МПа.

- Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКК1–35–146x245 К1 ХЛ.**
- Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5–230/80x35.**

## **2.3 Углубления скважины**

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Выбор способа бурения зависит от многих факторов. К основным из них можно отнести температуру на забое, глубину бурения, плотность бурового раствора, частоту вращения породоразрушающего инструмента (ПРИ).

Интервал направления бурится шарошечным долотом роторным способом. Интервал бурения под кондуктор, и эксплуатационную колонну сложен в основном породами мягкой и средней твёрдости, а так же низко абразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться PDC долота совместно с винтовым забойным двигателем.

Исходя из рассмотренных выше факторов, можно сделать вывод о выборе способа бурения для каждого интервала. Проектные способы бурения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам скважины

<b>Интервал, м</b>	<b>Обсадная колонна</b>	<b>Способ бурения</b>
0–70	Направление	Роторный
0–1410	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
1410–2370	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

### **2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента**

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну принимаются PDC долота, так как данные интервалы сложены мягкими, мягко-средними и средними породами низкой абразивности. Выбор данных долот позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО.

Характеристики выбранных долот и калибраторов представлены в приложении Д.1.

### **2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород**

Под режимом бурения понимается совокупность параметров процесса, которые могут быть изменены непосредственно во время бурения. К их числу относятся:

- осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент;
- частота вращения инструмента (при роторном способе бурения);
- расход и качество бурового раствора.

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Наиболее правильной считается последовательность, когда используются аналитический и статистический методы расчета осевой нагрузки. После расчетов большее из полученных значений сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота. Если расчетная нагрузка больше паспортного значения, то принимается последнее. При обратной ситуации—принимается расчетная величина. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам с использованием программного обеспечения Microsoft Excel, результат занесен в таблицу 3.

Таблица 3 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–70	70–1410	1410–2370
Исходные данные			
$\alpha$	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	100	130	565
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
$\eta$	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,2	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	275	100	137,2
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	14	17	19
$G_2, \text{кН}$	78	64	35
$G_3, \text{кН}$	220	80	110
$G_{проект}, \text{кН}$	78	64	35

#### 2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

Для бурения интервала под направление, бурится роторным способом стандартная частота вращения 40-60 об/мин. Выбранное значение не приведет к износу долота.

Для всех остальных интервалов выбираются расчетные значения с применением ВЗД для эффективного разбуривания горной породы.

Результаты расчета частоты вращения долота по интервалам горных пород представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0–70	70–1410	1410–2370
PDC Исходные данные				
$V_{л}, \text{м/с}$		2	2	1
$D_d$	м	0,3937	0,2953	$D_d$
	мм	393,7	295,3	
$\tau, \text{мс}$		1	5	6
$z$		24	–	–
$\alpha$		0,7	0,7	0,5
Результаты проектирования				
$n_1, \text{об/мин}$		97	129	88
$n_2, \text{об/мин}$		271	–	–
$n_3, \text{об/мин}$		657	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		135	181	176

### 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДР–240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР–178. Все запроектированные винтовые забойные двигатели обеспечивают высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Двигатель	Интервал	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240	70–1410	240	6,917	1875	37–75	85–150	9–12	60–140
ДР-178	1410-2370	178	8,29	1225	20–40	85–170	10–15	60–200

### 2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0–70	70–1410	1410–2370
Исходные данные			
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,5	0,5	0,5
$K_k$	1,3	1,37	1,13
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,14	0,13
$V_m$ , м/с	0,001	0,0083	0,0055
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,127
$d_{max}$ , м	0,240	0,240	0,178
$d_{нmax}$ , м	0,017	0,0143	0,01
$n$	3	7	7



Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
$V_{\text{кпмин}}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	0,5
$V_{\text{кпмах}}, \text{ м/с}$	1,3	1,3	1,5
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}},$ $\text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	1,2	1,17	1,1
$\rho_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$	2,3	2,3	2,3
Результаты проектирования			
$Q_1, \text{ л/с}$	77	43	23
$Q_2, \text{ л/с}$	93	47	14
$Q_3, \text{ л/с}$	162	124	45
$Q_4, \text{ л/с}$	69	44	12
$Q_5, \text{ л/с}$	10	42	44
$Q_6, \text{ л/с}$	69-162	42-124	12-45

По результатам расчетов определяется область допустимого расхода бурового раствора, которая должна быть меньше  $Q_3$ , но больше большего из значений  $Q_1$ ,  $Q_2$ ,  $Q_4$ ,  $Q_5$  и  $Q_6$ , или равно ему. Следует, что желательным условием является нахождение плотности жидкости в рекомендуемом интервале расхода забойного двигателя.

Если применяется способ бурения с использованием забойных двигателей, то частота вращения долота и тип двигателя зависит от расхода промывочной жидкости. Следовательно, необходимо определить минимальный расход, обеспечивающий необходимый момент для разрушения горных пород.

Полученные крутящие моменты должны превышать необходимые для разрушения горной породы, следовательно, выбранные ранее гидравлические забойные двигатели могут использоваться при сооружении данной скважины.

Исходя из того, что расчетные значения расхода бурового раствора для направления получились выше чем максимальный расход буровых насосов, принимаем значение максимального расхода буровых насосов.

Проблему очистки забоя и выноса шлама будем решать путём дополнительной проработки, перед каждым наращиванием бурильной колонны

Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну величина расхода бурового раствора принимается согласно характеристикам забойных двигателей, что является недостаточным для эффективного выноса выбуренной породы. В этом случае для очистки ствола скважины рекомендуется дополнительное рассаживание с проработкой бурильного инструмента перед наращиванием бурильной колонны, а также промежуточные промывки скважины.

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице 7.

Таблица 7– Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0–70	70–1410	1410–2370
Исходные данные			
$Q_1$ , л/с	77	43	23
$Q_2$ , л/с	93	47	14
$Q_3$ , л/с	162	124	45
$Q_4$ , л/с	69	44	12
$Q_5$ , л/с	30	42	44
$Q_6$ , л/с	-	30-75	19-38
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , л/с	65–143	53–76	19–45
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q$ , л/с	93	55	32
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$ , л/с	-	50	38
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	1,19	1,08	1,06
$M_{тб}$ , Н*м	-	12000	15000

Исходя из расчетов, был принят расход промывочной жидкости в пределах характеристик забойных двигателей и вычисленных величин. Данные значения по интервалам бурения представлены в таблице 7.

### **2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны**

Проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ. Для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Г.2

### **2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» действующим с 2013 года давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 метров на 10%, но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5%, но не более 2,5–3 МПа.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы

*Интервал бурения под направление (0 -70м)*

Бурение интервала 0–70м под направления производится глинистым буровым раствором с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными

песками и глинами. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбурываемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 60–80 сек.

*Интервал бурения под кондуктор (70 -1410м)*

Породы, слагающие интервал бурения под кондуктор, по литологическому строению и физико–химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурываемых глин. Характерное для всего интервала бурения набухание глинистых пород может привести к сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применять ингибирующий буровой раствор.

*Интервал бурения под эксплуатационную колонну (1410 – 2370м)*

При бурении интервалов (1410–2370м), сложенных набухающими глинами, следует использовать ингибированный, биополимерный буровой раствор в целях предупреждения нарушения устойчивости стенок скважины, приводящих к росту затяжек и посадок при СПО.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте–газо–водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты. Данные

проблемы решаются с использованием KCL/биополимерного раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.3.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Д.3.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Д.3.

#### **2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект» представлены результаты гидравлической промывки в приложении Д.4.

#### **2.4 Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

В таблице 8 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 8 – технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2285– 2349	Бурильная головка БИТ 215,9/100 В 613 Е Керноотборный снаряд СК-178/100 "ТРИАС"	5	80	24

## 2.5. Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.5.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр}$ <i>обл</i> , кг/м <sup>3</sup>	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$ , кг/м <sup>3</sup>	1800
плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	738	глубина скважины, м	2370
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	910	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	130
высота цементного стакана $h_{см}$ , м	10	динамический уровень скважины $h_0$ , м	2000

#### 2.5.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Расчеты наружных избыточных давлений проводятся для случаев, когда давление достигает наибольших значений:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.
2. В конце эксплуатации за счет снижения давления для газовых скважин.

Эпюры наружных избыточных давлений на рисунке 2.



Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.5.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты внутренних избыточных давлений проводятся для двух случаев: при цементировании в конце продавки раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, и при опрессовке колонны с целью проверки ее герметичности.

На рисунке 3 изображена эпюра внутренних избыточных давлений.

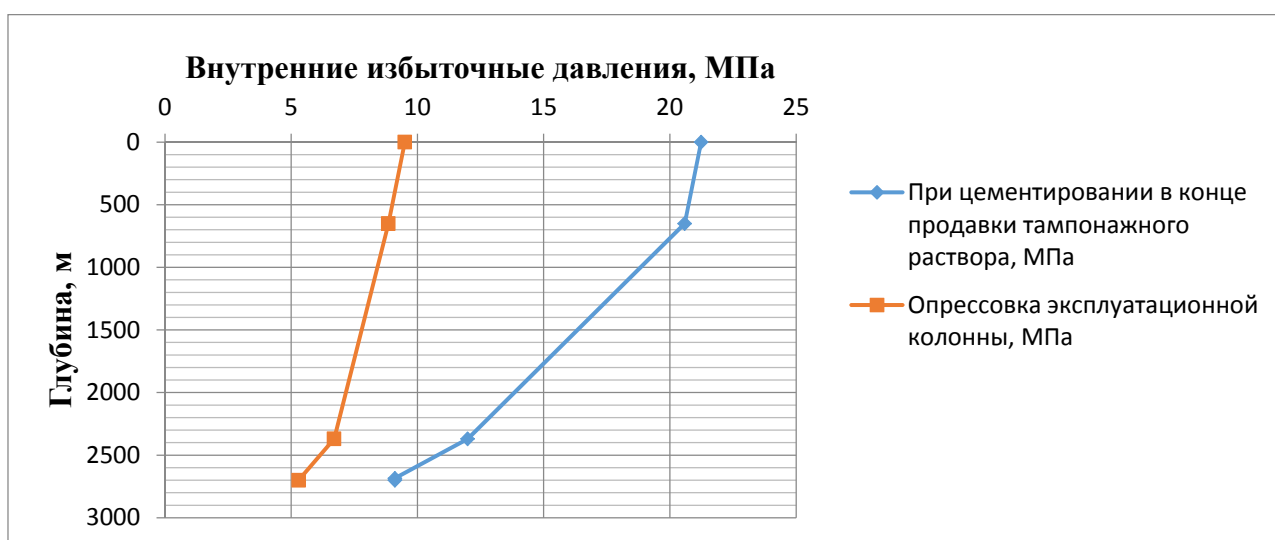


Рисунок 3– Эпюра внутренних избыточных давлений

### 2.5.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 10 представлены рассчитанные характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Направление</b>								
1	ОТТМ	Д	8,5	70	68,5	4795	4795	0–70
<b>Кондуктор</b>								
1	ОТТМ	Д	7,9	1410	47	66270	66270	0–1410
<b>Эксплуатационная колонна</b>								
1	ОТТГ	Д	8,5	130	29,2	3796	63156	2370-2240
2	ОТТГ	Д	7,7	2240	26,5	59360		0–2240

### 2.5.2 Расчет процессов цементирования скважины

#### 2.5.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \text{ где}$$

$P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$$P_{гп} = 55,87 \text{ МПа};$$

$$30,387 + 0,1573 \leq 0,95 * 55,87;$$

$$30,53 \leq 40,85.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование

#### 2.5.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 11 представлены объёмы буферной и продавочной жидкости.



Таблица 11 – Объём тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объём жидкости и м <sup>3</sup>	Плотность жидкости и кг/м <sup>3</sup>	Объём воды для приготовления жидкости м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента (тонн)	Наименование компонента	Масса компонента (кг)
Буферная жидкость 1	1,31	1100		МБП-МВ	0,92		
Буферная жидкость 2	3,93	1100		МБП-СМ	0,59		
Облегченный тампонажный материал	35,77	1400	30,38	ПЦТ-III-об 4-100	23,44	НТФ	14,66
Тампонажный материал нормальной плотности	3,69	1800	2,42	ПЦТ-I-100	4,59	НТФ	1,51
Продавочная жидкость	32,74	1000					

### 2.5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,9.$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 26,2.$$

*Ближайшее большее давление – 32 МПа при диаметре втулок 100 мм.*

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_b.$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 4,59 / 13 = 0,35.$$

Для облегченного

$$m = 2 / 10 = 2,57.$$

На рисунке 8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

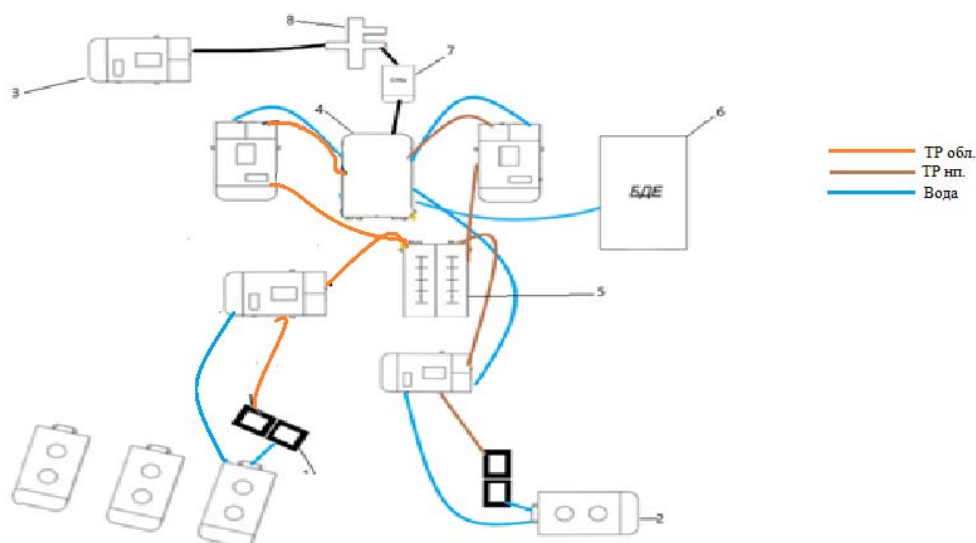


Рисунок 8 – Схема расположения оборудования при цементировании:

1– бачок затворения, 2– цементосмесительная машина типа УС 6-30, 3– цементировочный агрегат ЦА–320М; 4–юлок манифольда, 5–УСО, 6– БДЕ, 7- станция КСКЦ 01, 8-устье скважины (цементировочная головка).

#### 2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Таблица 12– Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Название колонны, $D_{\text{усл}}$	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт.	Суммарное количество, шт.
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146	2369,7	2370	1	1
	ЦКОД-146	2359,4	2359,7	1	1
	ЦПЦ 146/216	0	1410	31	67
		1410	2370	31	
		2290	2340	5	
	ЦТ 146/216	1410	1960	28	36
	ЦТ 146/216	2290	2370	8	
	ПРП-Ц-В 146	2359	2359,2	1	1
Кондуктор, 245 мм	ПРП-Ц-Н 146	2359,2	2359,4	1	1
	БКМ-245	1409,6	1410	1	1
	ЦКОД-245	1399,2	1399,6	1	1

	ЦПЦ 245/295	0	70	4	48
	ЦПЦ 245/295	70	1410	44	
	ПРП-Ц-245	1398,9	1399,2	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324	69,6	70	1	1
	ЦКОД-324	59,2	59,6	1	1
	ЦЦ-324	0	70	4	4
	ПРП-Ц-324	58,8	59,2	1	1

## 2.6 Выбор буровой установки

В соответствии с п. 135 [9] минимально необходимая грузоподъемность буровой установки должна быть определена в рабочем проекте из условия, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при спуске (подъеме) наиболее тяжелых бурильных или обсадных колонн, а также при ликвидации аварий (прихватов) не превышала величину параметра "Допускаемая нагрузка на крюке" выбранной буровой установки. Нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных колонн не должна превышать соответственно 0,6 и 0,9 "Допускаемой нагрузки на крюке" соответственно. Выбор должен производиться по большей из указанных нагрузок. Бурение под кондуктор и эксплуатационную колонну осуществляется при оснастке 5 х 6. При оснастке 5 х 6 грузоподъемность буровой установки 3Д-76 составляет 200 т.с.

$$Q_{\max} = 0,6 \times 200 = 120 \text{ тс.};$$

$$104,6 \text{ тс} < 120 \text{ тс.};$$

$$Q_{\max} = 0,9 \times 200 = 180 \text{ тс.}$$

Таблица 13 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка БУ-3Д-76</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	66,270	<	120
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )	66,270	<	180
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	200		

Следовательно, параметры буровой установки 3Д-76 соответствуют возникающим нагрузкам при строительстве скважин. Возможно использование системы верхнего привода при бурении на всех этапах строительства. Допускается применять другую модель буровой установки не ниже 5 класса (по ГОСТ 16293-89) и не уступающей по техническим характеристикам. Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.

Характеристика БУ – 3Д-76 приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристика буровой установки БУ – 3Д-76

Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	3200
Условный диапазон глубины бурения, м	3600-5000
Наибольшая оснастка талевого системы	6х7
Диаметр талевого каната, мм	32
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1 – 0,2
Скорость установившегося движения при подъёме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъёмного агрегата, кВт	690-710
Проходной диаметр стола ротора, мм	700
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	23-36

### **3. Применение облегченных тампонажных растворов на основе ОМД при цементировании обсадных колонн в условиях западной Сибири**

#### **3.1 Теоретическая часть**

Цементирование является завершающей и наиболее ответственной стадией в строительстве скважин. Для его успешного проведения нужны тампонажные составы с легко регулируемыми технологическими свойствами. Большое разнообразие горно-геологических условий залегания углеводородов предопределяет дальнейшее совершенствование свойств тампонажных материалов. В большей степени это касается облегчающих тампонажных материалов, которые применяются при цементировании скважин для предотвращения гидроразрыва высокопроницаемых пластов и пластов с низкими градиентами давлений.

В настоящее время применяются следующие облегчающие добавки:

- бентонит;
- микро кремнезём;
- био кремнезём;
- АСПМ;
- боросиликатные микросферы;
- трепел;
- перлит.

Каждая добавка по-разному оказывает влияние на свойства тампонажного раствора, цементного камня и его себестоимость. Так, например тампонажный материал с бентонитом относительно дешёвый, но имеет низкие прочностные характеристики. С боросиликатными микросферами тампонажный материал получается хорошего качества, но очень дорогим. Большое применение нашла облегчающая добавка АСПМ (алюмосиликатные микросферы), с ней цементный камень получается достаточно прочным, а реологические и другие свойства цементного раствора заслуживают внимания. Однако сегодняшняя ситуация которая складывается на Российском рынке с АСПМ заставляет искать новые типы облегчающих добавок. Одной из таких

добавок является облегчающая минеральная добавка ОМД-Х9. Данный продукт пока производится единственным предприятием – ООО «Сфера НСК», г. Бердск.

Добавка имеет минеральное (вулканическое) происхождение и получается путём обжига исходного сырья (вулканического пепла). В результате тепловой обработки получается продукт, который представляет собой гранулу с размером в среднем от 10 мкм до 350 мкм, средний диаметр частиц 180 мкм. Материал по химическому составу схож с перлитом, однако в отличии от последнего ОМД-Х9 имеет закрытую систему пор. Характеристики данной облегчающей добавки представлены в таблице 15. Внешний вид ОМД и увеличенное фото с микроскопа отображено на рисунки 9

Таблица 15 – Характеристики ОМД-Х9.

№ п/п	Параметр	Размерность	Значение
1	Насыпная плотность, кг/м <sup>3</sup> ;		45-100
2	Средний размер частиц, мкм		180
3	Изостатическая прочность в воде при 100 °С (разрушения при давлении 60,0 МПа)	%	18
4	Теплопроводность	Вт/(м*К)	0,04
5	Термическая стабильность - до 700 °С - после 800 °С	- устойчив к механическим нагрузкам - начинается размягчение	
6	Химический состав	в процентах по весу	SiO <sub>2</sub> – 76%, Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> – 17%, (Na <sub>2</sub> O + K <sub>2</sub> O) – 6%

а

б

в

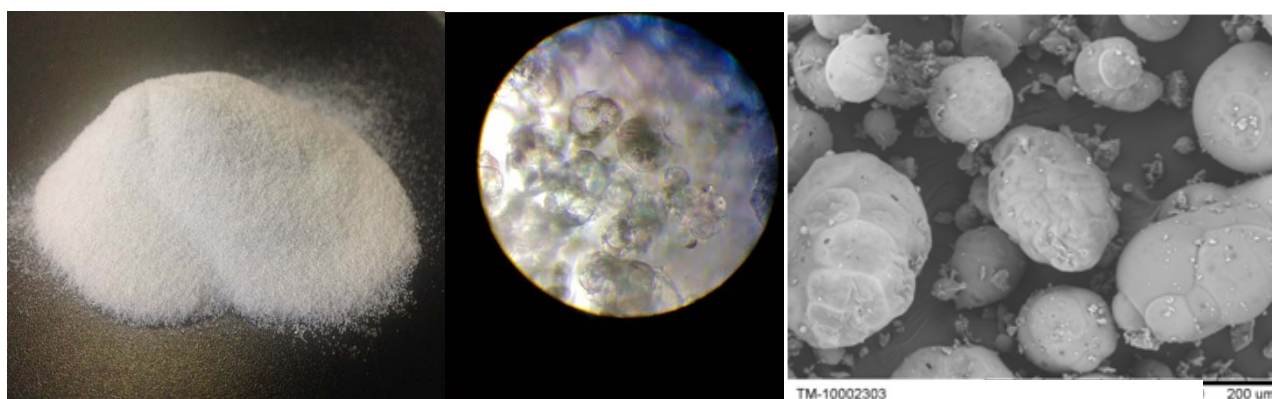


Рисунок 9 ОМД-Х9

Для сравнения на рисунке 10 изображено фото АСПМ, на рисунке 11 фото перлита.

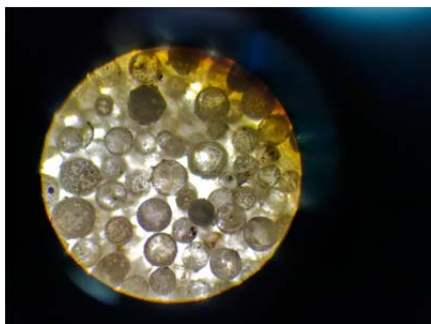


Рисунок 10 АСПМ

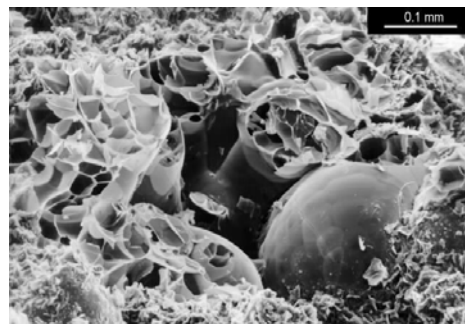


Рисунок 11 перлит

При выполнении тестов мной был приведен сравнительный анализ тампонажных растворов, в которых используются различные облегчающие добавки. Проведение тестов описанных в данной работе дает возможность определения недостатков и преимуществ использования ОМД-Х9 и других облегчающих добавок в тампонажных растворах. В процессе выполнения работы также было изучено влияния добавок – повышающих прочностные характеристики тампонажных материалов. После проведения исследований выведена рецептура облегченного цементного раствора, который отвечает современным требованиям, т.е. обладает пониженной водоотдачей, повышенной прочностью и что немаловажно низкой стоимостью.

В данной работе исследуются параметры готового цементного раствора с различными облегчающими добавками

В лаборатории было рассмотрено несколько тампонажных составов (материалов).

В качестве обл. добавок были использованы наиболее часто применяющиеся:

1. Бентонит;
2. Алюмосиликатная микросфера (АСПМ);
3. Микро кремнезем;
4. Облегчающая минеральная добавка ОМД-Х9.

### 3.2 Экспериментальная часть.

Оборудование, используемое в проведении экспериментах:



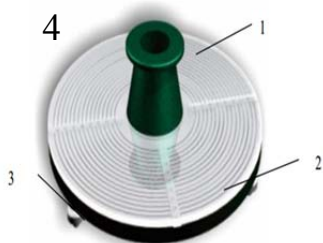
Рычажные весы - применялись для определения плотности бурового раствора при атмосферном давлении.



Рычажные весы - применялись для измерения абсолютной плотности (удельного веса) тампонажного раствора. Измерение плотности под давлением позволяет избежать ошибок при определении плотности жидкостей, содержащих пузырьки газа путем создания избыточного давления внутри чаши.



Консистометр атмосферный – применялся для измерения консистенции тампонажного раствора.



Конус растекаемости КР-1 – применялся для измерения растекаемости тампонажного раствора.



Вискозиметр, модель 900 – применялся для измерения реологических свойств тампонажного раствора.





Разрывная машина Matest E160 – применялась для проведения испытаний по определению предела прочности при сжатии и при изгибе образцов цементного камня.



Колба стеклянная применялась для определения водоотделения тампонажного раствора.

### 3.3 Результаты экспериментов

В лабораторных условиях были проведены испытания облегченных тампонажных материалов.

Для сравнения были взяты наиболее распространённые в нашем регионе плотности -  $1,4 \text{ г/см}^3$  и  $1,5 \text{ г/см}^3$ .

Затворение всех составов было произведено при помощи перемешивателя с верхним приводом при частоте 1500 об/мин, в течении 3 мин. по ГОСТ 26798.1-96.

Образцы (балочки и кубики) выдерживались в водяной бане при температуре  $60^\circ\text{C}$  в течении 48 часов.

Результаты представлены в таблицах 16 и 17.

Таблица 16 - Тампонажный раствор с плотностью  $1,4 \text{ г/см}^3$

№ п/п	Состав	Уд.вес, г/см <sup>3</sup> весы №1	Уд.вес, г/см <sup>3</sup> весы №2	Растекает, мм	Водоотделение, мл	Консистенция, Вс	Прочность на изгиб, МПа	Прочность на сжатие, МПа
1	Цемент ПЦТ 1-100 - 100 % Обл.добавка-бентонит – 18% Химия – 2 % В/Т – 0,91	1,4	1,40	180	5,5	100	1,7	2,0

Продолжение таблицы 16

2	Цемент ПЦТ-1-100 Обл.добавка-АСПМ -15% Химия – 2,5 % В/Т – 0,91	1,4	1,44	210	0,5	240	4,6	7,5
3	Цемент ПЦТ-1-100 Обл.добавка-микро кремнезем – 20% Химия – 3% Вода	1,4	1,40	230	1	280	1,9	2,7
4	Цемент ПЦТ-1-100 – 100% Обл.добавка ОМД-Х9– 1,15% Химия – 1,9 %	1,4	1,44	220	0,5	250	4,4	7,6

Таблица 17 - Тампонажный раствор с плотностью 1,5 г/см<sup>3</sup>

№ п/п	Состав	Уд.вес, г/см <sup>3</sup> веса №1	Уд.вес, г/см <sup>3</sup> веса №2	Растекае мость, мм	Водоотде ление, мл	Консисте нция, 30 Вс, мин	Прочность на изгиб через 2 суток, МПа	Прочность на сжатие через 2 суток, МПа
1	Цемент ПЦТ 1-100 – 100 % Обл.добавка-бентонит - 4 % Химия – 1,5 % В/Т – 0,9	1,5	1,50	175	5,0	100	1,7	2,0
2	Цемент ПЦТ-1-100 – 100 % Обл.добавка-АСПМ – 12% Химия – 2,2 % В/Т – 0,92	1,5	1,54	245	0,5	230	4,6	7,5
3	Цемент ПЦТ-1-100 – 100% Обл.добавка-Микро кремнезем – 20% Химия – 3% В/Т – 1,0	1,5	1,50	230	1	280	1,9	2,7
4	Цемент ПЦТ-1-100 – 100% Обл.добавка ОМД-Х9 – 1,1% Химия – 1,9 В/Т – 0,88	1,5	1,54	250	0,5	245	4,4	7,6

### 3.4 Заключение

Исходя из представленных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Тампонажный раствор с бентонитом, используемым в качестве облегчающей добавки имеет низкую себестоимость но в тоже время у этого состава большое водоотделение, низкая прочность по сравнению с АСПМ и ОМД.
2. Тампонажный раствор с микро кремнезёмом, используемым в качестве облегчающей добавки, имеет низкую прочность по сравнению с АСПМ и ОМД.
3. Тампонажные растворы с АСПМ и ОМД по характеристикам имеют примерно одинаковые результаты. Однако при одинаковой плотности готового тампонажного раствора, добавки ОМД-Х9 нужно примерно в 9-10 раз меньше чем АСПМ.
4. На текущий момент по стоимости за 1 тн ОМД-Х9 сопоставима с АСПМ. В сложившейся на сегодняшний момент ситуации на рынке с АСПМ, ОМД-Х9 является хорошей альтернативой.

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия**

#### **4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины**

Для определения общего времени строительства данной скважины необходимо построить нормативную карту. Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие виды:

- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- испытание скважин на продуктивность.

#### *Расчет нормативного времени на вышкомонтажные работы*

Расчет времени затраченного на вышкомонтажные работы осуществляется исходя из того что при строительстве скважины будет применяться буровая установка УРАЛМАШ 3Д-76.

В вышкомонтажные работы включается нормативное время:

- на сборку оснований вышечно–лебедочного блока – 70,9 часов;
- на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа;
- на сборку механизма подъёма вышки – 102,2 часа;
- на сборку вышки – 672,9 часов;
- на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа;

- на сборку оснований насосного блока – 307,7 часа;
- на монтаж буровой установки – 150,6 часа.

Суммарное время на строительно–монтажные работы составляет 1707,9 часа или 71,2 суток [34].

$$T_{\text{BM}} = 70,9 + 173,4 + 102,2 + 672,9 + 230,2 + 307,7 + 150,6 = 1707,9 \text{ часов}$$

*Расчет нормативного времени на подготовительные работы к бурению*

Норматив времени на подготовительные работы к бурению составляет 48 часов или 2 суток.

*Расчет нормативного времени на бурение скважины*

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормы время на механическое бурение одного метра составляют:

- для интервала бурения под направление (0–70 м) – 0,02 ч;
- для интервала бурения под кондуктор (70–1410м) – 0,03 ч;
- для интервала отбора керна (2285– 2349) – 0,4ч;
- для интервала бурения под эксплуатационную колонну (1410–2370м)–0,09 ч;

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [35].

При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно–заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин [.

Учитывается время затраченное на все осуществляемые технологические операции и их составляющие, например, спуско–подъемные

операции (СПО), крепление ствола скважины, испытание на продуктивность и пр.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (2):

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h, \quad (2)$$

где  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;  $h$  – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1св})}{60}, \quad (3)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1св})}{60}, \quad (4)$$

где  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;  $T_{СП}$ ,  $T_{ПОД}$  – соответственно время спуска и подъёма свечей, час;  $T_{1св}$  – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице К.1 приложения К.

#### **4.3 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения**

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_m = \frac{H}{t_m} = \frac{2370}{254,77} = 9,30 \text{ м/ч},$$

где  $H$  – длина скважины, м;  $t_m$  – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = \frac{H}{t_m + t_{СПО}} = \frac{2370}{254,77 + 89,64} = 9,9 \text{ м/ч},$$

где  $t_{\text{спо}}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} = \frac{2370 \cdot 720}{737,52} = 3173,5 \text{ м/ст. мес},$$

где  $T_k$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{2370}{5} = 650,2 \text{ м},$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины;

#### **4.4 Линейный календарный график выполнения работ**

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает 30 дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 30 дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа– и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- Буровой мастер – 1 чел.;
- Помощник бурового мастера – 4 чел.;
- Бурильщик 6 разряда – 4 чел.;
- Бурильщик 5 разряда – 4 чел.;
- Помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.;
- Помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.;
- Слесарь 5 разряда – 2 чел.;
- Лаборант – 2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1707,9 часов или 71 сутки.

Календарное время бурения 737,52 часов или 30,73 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 255,5 часов или 10,6 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству горизонтальной эксплуатационной скважины с пилотным стволом приведен в таблице 30.

Таблица 18 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы					
		1	2	3	4	5	6
1. Вышкомонтажные	71						
2. Бурение	30,73						
3. Испытание	10,6						

#### 4.5 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Расчет затрат на строительство скважины ведётся по сметным ценам 1984 года представленных в единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV–5–82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки на подготовительные работы, строительные и монтажные работы, бурение и испытание на продуктивность скважин [36].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [37] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах К.1 и К.2 приложения К.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV–5–82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2 [38].

Сводная смета на строительство скважины представлена в таблице К.3 приложения К.

Итого с учетом НДС полная стоимость на строительство скважины составила 275 750 343 руб.



## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **5.1 Производственная безопасность**

Охрана труда занимает особое место в мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах. В таблице 1 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству эксплуатационной наклонно-направленной нефтяной скважины.

Таблица 19 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству эксплуатационной наклонно-направленной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>1 Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора.</p> <p>2 Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирования.</p> <p>3 Освоение продуктивного горизонта</p>	<p>1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>3 Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.</p> <p>5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;</p> <p>разрушающиеся конструкции;</p> <p>обрушивающиеся горные породы.</p> <p>2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.</p> <p>4 Пожарная безопасность</p>	<p>1 ГОСТ 12.0.002-80 [2].</p> <p>2 ГОСТ 12.0.003-74 [3].</p> <p>3 ГОСТ 12.1.005-88 [4].</p> <p>4 СНиП 2.04.05-91 [5].</p> <p>5 ГОСТ 12.1.012-90 [6].</p> <p>6 ГОСТ 12.1.003-83 [7].</p> <p>7 СНиП 23-05-95 [8].</p> <p>8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].</p> <p>9 ГОСТ 12.1.007-76 [10].</p> <p>10 ГОСТ 12.2.003-91 [11].</p> <p>11 ГОСТ 12.3.003-75 [12].</p> <p>12 РД 34.21.122-87 [13].</p> <p>13 СНиП 4557-88 [14].</p> <p>14 ГОСТ 12.1.008-76 [15].</p> <p>15 МР 2.2.8.2127-06 [16].</p> <p>16 Н 2.2.5.1313-03 [17].</p>

Рекомендации по улучшению и оздоровлению условий труда.

Основание для выдачи работнику средств индивидуальной защиты (СИЗ):

п.7 Приложение к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от «9» декабря 2009 г. № 970н. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

*Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны*

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) –  $300 \text{ мг/м}^3$ , нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности –  $10 \text{ мг/м}^3$ , ПДК сероводорода в присутствии углеродов ( $\text{C}_1\text{-C}_5$ ) –  $3 \text{ мг/м}^3$  (2-ой класс опасности);

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции [1].

*Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны*

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной

дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более  $0,2 \text{ м}^2$  (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать  $10 \text{ Вт/м}^2$  [16]. С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до  $-50^\circ\text{C}$ . К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [18]. Основное требование к зимней спецодежде — это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218-99 [19], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область пояса.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников [20].

#### *Повышенный уровень вибрации*

Источниками вибрации являются вибростолы, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией

на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0 \div 28$  мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [6].

#### *Повышенный уровень шума*

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибросита. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" [7]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

#### *Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [8]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

### *Повреждения в результате контакта с насекомыми*

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [17]. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противэнцефалитным прививкам.

### **5.2 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы**

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997н [21], проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

### *Повышенное значение напряжения в электрической цепи*

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим

частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении незащищенного от земли человека к незащищенным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

#### *Расположение рабочего места на значительной высоте от земли*

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводится с применением страховочного троса, в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

Также следует отметить, что буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60°, ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь 2÷5°. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

### **5.3 Экологическая безопасность**

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической

обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

#### *Влияние на атмосферу*

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль, туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

#### *Влияние на гидросферу*

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

#### *Влияние на литосферу*

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы



необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары**

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

В случае возникновения аварийной ситуации – открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 2.

Таблица 20 – Анализ чрезвычайных ситуаций

<b>Чрезвычайная ситуация</b>	<b>Источники чрезвычайной ситуации</b>	<b>Характер чрезвычайной ситуации</b>	<b>Последствия чрезвычайной ситуации</b>
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
Пожар	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут

быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [11]. Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается: располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом, хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки. Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением. Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [12]. Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" [13].

### **5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад.

Рабочая зона и место бурильщика – часть производственного пространства со всеми расположенными на нем основным и вспомогательным

технологическим оборудованием, оснасткой, инвентарем, инструментом, рабочей мебелью и специальными приспособлениями, необходимыми для производства определенного вида работ. Работает бурильщик преимущественно за пультом управления стоя. Следит за приборами на пульте управления.

Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»[1], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации: уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше), оплачиваемый отпуск, являющийся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней), происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада), льготы для пенсионного возраста бесплатное лечение и оздоровление, выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

## **Заключение**

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

### Список используемой литературы

1. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»
2. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/41131/>
3. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/23141/>
4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Электронный ресурс – Режим доступа: [https://znaytovar.ru/gost/2/GOST\\_12100588\\_SSBT\\_Obshhie\\_san.html](https://znaytovar.ru/gost/2/GOST_12100588_SSBT_Obshhie_san.html)
5. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.vashdom.ru/snip/20405-91/>
6. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Электронный ресурс – Режим доступа: [https://www.ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/4/4659/](https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4659/)
7. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: [http://www.rosteplo.ru/Npb\\_files/npb\\_shablon.php?id=838](http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=838)
8. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://base.garant.ru/2306278/>
9. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Электронный ресурс – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_146173/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/)
10. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: [https://www.ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/4/4655/](https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4655/)
11. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://stroysvoimirukami.ru/gost-122003-91/>
12. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://weldzone.info/norms/44-defend/689-gost-123003-86-sistema-standartov-bezopasnosti-truda-raboty-elektrosvarochnye-trebovaniya-bezopasnosti>
13. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений". Электронный ресурс – Режим доступа: [https://ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/2/2794/](https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/2/2794/)

14. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>
15. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>
16. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. Электронный ресурс. – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_100462/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_100462/)
17. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>
18. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.vashdom.ru/snip/20405-91/>
19. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.
20. Пат. 2408781 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Устройство для закачки теплоносителя и отбора высоковязкой нефти из наклонной скважины / Фархутдинов Гумар Науфалович (RU), Амерханов Марат Инкилапович (RU), Шестернин Валентин Викторович (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зяязятович (RU), Оснос Владимир Борисович (RU). – 3 с: ил. URL: [http://www1.fips.ru/fips\\_servl/fips\\_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2408781&TypeFile=html](http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2408781&TypeFile=html)
21. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Электронный ресурс – Режим доступа: [https://www.ohranatruda.ru/ot\\_biblio/normativ/data\\_normativ/4/4659/](https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4659/)

### Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.–152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
3. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
4. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
5. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
6. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
7. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград
8. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
9. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. – <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
10. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. – <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2017).

11. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. – <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
12. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. – <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
13. Ясы [Электронный ресурс]. – <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
14. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
15. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. – <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
16. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. – <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
17. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. – <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2017).
18. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, – 189 с
19. Сваб [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
20. Пластоиспытатель [Электронный ресурс]. – <http://ngs-service.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
21. Фильтр скважинный [Электронный ресурс]. – <http://www.tatpromfilter.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
22. Муфта манжетного цементирования [Электронный ресурс]. – <http://www.zers.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
23. Исмаков Р.А., Закиров Н.Н., Аль-Сухили М.Х., Торопов Е.С. Исследование работы пары “эластомер–металл” силовой секции винтового забойного двигателя // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2–3. С. 23.



24. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15–18.
25. Жорник В.И. Эволюция структуры дисперсной фазы пластичных смазок при трибовзаимодействии и её влияние на ресурс узлов трения // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Промышленность. Прикладные науки. 2014. № 11. С. 97–105.
26. Виноградова И.Э. Противоизносные присадки к маслам. – М. : Химия, 1972. – 272 с.
27. Мур Д. Трение и смазка эластомеров. США, 1972. Перевод с английского канд. Хим. Наук. Г.И. Бродского – М. : Химия, 1977. – 264 с.
28. Литиевая смазка: обеспечиваем надежную защиту любого механизма [Электронный ресурс]. – <http://www.avtoall.ru/article/6785238/> (Дата обращения 22.12.2016).
29. Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс]. – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> (Дата обращения 22.12.2016).
30. Винтовой забойный двигатель [Электронный ресурс]. – <http://www.mining-enc.ru/v/vintovoj-zabojnyj-dvigatel/> (Дата обращения 22.12.2016).
31. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. – <http://burneft.ru/> (Дата обращения 22.12.2016).
32. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 20.05.2017).
33. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
34. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 20.05.2017).

35. СНиП IV–2–82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.

36. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года "О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1".

37. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017–04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.

38. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

39. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

40. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

41. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

42. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

43. ГОСТ 12.2.062–81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

44. ГОСТ Р 12.1.019–2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

45. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

46. [СНиП 4557–88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

47. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

48. ГОСТ 12.1.029–80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

49. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

50. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

51. РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].

52. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [businessforecast.by](http://businessforecast.by) (дата обращения 05.05.2017 г.).

53. ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

54. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

55. ГОСТ 17.0.0.01–76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

56. ГОСТ 12.1.008–76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

## **Заключение**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были спроектированы и применены технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2370 метров на газовом месторождении в Тюменской области.

Были аргументированы: способы строительства скважины, способы бурения, выбран породоразрушающий инструмент, проведено обоснование класса и типоразмера долот. Был произведен подбор бурового раствора и его характеристик для каждого интервала бурения, расчет осевой нагрузки, расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента. Подобрана буровая установка для конкретных условий бурения, с наименьшим потреблением времени и средств затрачиваемых на строительство скважины. Рассчитаны и обоснованы компоновки бурильных колонн, диаметры, интервалы спуска и цементирования обсадных колонн.

Геологическая часть включает в себя общую геологическую информацию, характеристику разреза скважины, физико-механические свойства горных пород, условий бурения, а также возможные осложнения.

Технологическая часть, в которой производится выбор технологических решений для бурения скважины, оборудования для бурения и заканчивания скважины.

В специальной части рассмотрено Финансовый менеджмент, в этом разделе рассмотрена организационная структура предприятия, составлен календарный план строительства скважины, рассчитаны коммерческая и механическая скорости бурения, а также сметная стоимость строительства скважины,

Социальная ответственность, в которой рассмотрены вопросы связанные с правилами безопасности, мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

## Приложение А

(Обязательное)

### Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	60	Четвертичные отложения	Q	1,3
60	170	Некрасовская	Pg3-N nk	1,3
170	200	Чеганская	PQ3-PQ2 cg	1,3
200	280	Люлинворская	Pg2 ll	1,2
280	300	Талицкая	Pg1 tl	1,3
300	410	Ганькинская	K2 gn	1,5
410	470	Славгородская	K2 sl	1,5
470	525	Ипатовская	K2 ip	1,4
525	550	Кузнецовская	K2 kz	1,6
550	1350	Покурская	K2-1 pk	1,3
1350	1375	Алымская	K1 al	1,3
1375	1960	Киялинская	K1 kls	1,3
1960	2000	Тарская	K1 tr	1,1
2000	2265	Куломзинская	K1 klm	1,1
2265	2290	Баженовская	J3 bg	1,1
2290	2334	Васюганская	J3 vs	1,1
2334	2385	Тюменская	J2 tm	1,1

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины.

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	60	Пески Глины	50 50	Почвенно-растительный слой; пески, элювиальные, озерные, болотные пески и глины ледниковые.
Pg3-N nk	60	170	Глины Пески Супеси	20 10 70	Супеси с прослоями песков и глин с линзами бурового угля.
Pg2- Pg 3 cg	170	200	Глины Пески	70 30	Глины зеленые, алевроитистые, в нижней части пески.
Pg2 ll	200	280	Глины	100	Глины зеленовато-серые, плотные.
Pg1 tl	280	300	Глины Супеси	90 10	Глины темно-серые, алевроитистые с прослоями супесей.
K2 gn	300	410	Глины Супеси	85 15	Глины зеленоватые, известковистые, супеси серые.
K2 sl	410	470	Глины Супеси	90 10	Глины опоковидные с прослоями песков.
K2 ip	470	525	Глины Пески Песчаники	65 25 10	Глины зеленовато-черные, опоковидные плотные с прослоями песков и песчаников.
K2 kz	525	550	Глины	100	Глины серые, опоковидные, с прослоями темно-серых, черных в низах с глауконитом.
K1-2 pk	550	1350	Пески Песчаники Глины Алевролиты	60 20 10 10	Пески и песчаники с прослоями и линзами глин и алевролитов.
K1 al	1350	1375	Глины Алевролиты Песчаники	65 25 10	Глины с прослоями алевролитов и песчаников в верхней части разреза.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K1 kls	1375	1960	Песчаники Глины Аргиллиты	50 30 20	Чередование песчаников с аргиллитами и зеленоватыми глинами.
K1 tr	1960	2000	Песчаники Глины	60 40	Песчаники с прослоями глин.
K klm	2000	2265	Счаники Глины Алевролиты	50 30 20	Песчаники с прослоями глин и линзами алевролитов.
J3 bg	2265	2290	Аргиллиты	100	Черные битуминозные аргиллиты.
J3 gr	2290	2334	Аргиллиты Песчаники Алевролиты	50 40 10	Песчаники с линзами аргиллитов и с прослоями алевролитов.
J vs	2334	2385	Аргиллиты Песчаники Алевролиты	40 40 20	Переслаивание аргиллитов, песчаников и алевролитов.

Таблица А.3 – Прогноз физико–механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал		Краткое название горной породы	Плотност ь, г/см <sup>3</sup>	Пористос- ть, %	Проницае- мость, мД	Глинисто- сть, %	Карбонат- ность, %	Твердост ь, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоен- ность, %	Абразивн- ость	Категория породы промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	60	пески глины	2,1 2,4	30 20	2500 0	10 100	0 0	0 10	1 5	10 4	мягкая мягкая мягкая



Продолжение таблицы А.3

Pg3-N nk	60	170	глины пески супеси	2,4 2,1 2,0	20 30 20	0 2500 0	100 20 40	0 0 0	10 0 15	5 5 5	4 10 10	мягкая мягкая
Pg3-Pg <sub>2</sub> cg	170	200	глины пески	2,4 2,2	20 25	0 1	100 50	0 0	10 0	5 5	4 10	мягкая мягкая
Pg <sub>2</sub> ll	200	280	глины	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая мягкая
Pg <sub>2</sub> tl	280	300	глины супеси	2,4 2,2	20 20	0 10	100 40	10 50	10 0	5 5	4 10	мягкая мягкая
K <sub>2</sub> gn	300	410	глины супеси	2,4 2,2	20 22	0 10	100 40	0 0	10 10	4 4	4 10	мягкая мягкая
K <sub>2</sub> sl	410	470	глины пески	2,4 2,2	20 22	0 10	100 40	0 0	10 10	4 4	4 10	мягкая мягкая
K <sub>2</sub> ip	470	525	глины пески песчаники	2,4 2,1 2,2	20 20 20	0 10 10	100 40 100	10 0 20	10 10 20	5 5 5	4 10 10	мягкая мягко-средняя мягко-средняя
K <sub>2</sub> kz	525	550	глины	2,4	20	0	100	3	10	5	4	мягкая
K <sub>2-1</sub> pk	550	1350	пески песчаники глины алевролиты	2,4 2,0 2,2 2,4	20 22 20 16	10 10 15 0	10 20 20 80	10 10 3 10	15 20 20 10	5 5 2,5 5	10 10 6 4	мягко-средняя мягко-средняя средняя мягко-средняя
K <sub>1</sub> al	1350	1375	алевролиты песчаники глины	2,2 2,0 2,4	20 22 22	15 15 0	20 0 100	3 3 3	20 15 20	2,5 2,5 2,5	6 10 4	средняя средняя средняя
K <sub>1</sub> kls	1375	1960	песчаники глины аргиллиты	2,0 2,4 2,3	22 20 16	20 0 10	0 100 30	3 3 3	15 20 25	2,5 2,5 2,5	10 4 6	средняя средняя средняя

Продолжение таблицы А.3

<b>K<sub>1</sub> tr</b>	1960	2000	песчаники глины	2,2 2,4	22 20	20 0	20 100	3 3	20 20	3,5 3,5	10 4	средняя средняя
<b>K<sub>1</sub> klm</b>	2000	2265	Песчаники глины алевролиты	2,2 2,4 2,4	20 20 20	20 0 10	30 60 30	10 10 10	25 20 25	3,5 3 3	10 4 6	средняя средняя средняя
<b>J<sub>3</sub> bg</b>	2265	2290	аргиллиты	2,45	17	50	100	10	50	2	6	средняя
<b>J<sub>3</sub> vs</b>	2290	2334	аргиллиты песчаники алевролиты	2,45 2,3 2,45	12 20 16	0 87 20	100 20 30	5 8 8	50 100 80	3 2,5 2,5	4 10 6	средняя средняя средняя
<b>J<sub>2</sub> tm</b>	2334	2385	аргиллиты песчаники алевролиты	2,4 2,2 2,3	12 20 15	0 50 1	100 90 25	3 5 5	100 120 100	3 2,5 2,5	6 10 6	средняя средняя средняя

## Приложение Б

(Обязательное)

### Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, М		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, дарси на сантипуаз		Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процен т по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 <sup>-4</sup>	давление насыщения в пластовых условиях , МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
J <sub>3</sub> vs Ю <sub>1</sub> <sup>0-2</sup>	229 5	2298	поровый	0,665	0,817	<0,03 <0,03 <0,03 <0,03		0,36	2,35	0-32,3	157	-	0,95	0,852	0,855	16,7
J <sub>3</sub> vs Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup>	231 0	2316	поровый	0,685	0,817			0,37	3,1	0-47,2	157	-	1,26	0,879	0,855	16,3
J <sub>3</sub> vs Ю <sub>1</sub> <sup>4</sup>	232 0	2325	поровый	0,670	0,817			0,36	3,16	0-44,9	157	-	1,51	0,815	0,855	18,7
J <sub>2</sub> tm Ю <sub>2</sub>	234 0	2344	поровый	0,678	0,837			0,46	2,89	0-20,4	157	-	1,8	0,83	0,855	21,1

Таблица Б.2 – Водоносность по разрезу скважины

Индекс страти графического подразделени я	Интервал м		Тип коллекто ра	Плот ность, г/см <sup>3</sup>	Сво- бод- ный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазо- вая прони- цае- мость, мДарси	Химический состав воды в мг/эквивалентной фрме						Степень минерал изации М, г/л	Тип воды по Сулину:	Относи тся к источн ику питьев ого водосн абжени я (да, нет)
	от (верх)	ДО (низ)					анионы			катионы				ГКН - гидрокар бонатно- натриевый	
							Cl	SO <sub>4</sub> "	НСО <sub>3</sub> -	Na <sup>+</sup> +K	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Pg3-N nk-Pg3- Pg2 cg	60	200	поровый	1	1	500	-	-	-	-	-	-	0,1	ГКН	да
K <sub>2-1</sub> pk	550	1350	поровый	1,01	200	1000	50	0	1	44	02	5	15	ХЛК	нет
K, al-K <sub>1</sub> kls	1350	1960	поровый	1,01	25	20	50	0,1	0	45	1	5	18	ХЛК	нет
K <sub>1</sub> tr-K <sub>1</sub> klm	1960	2265	поровый	1,01	4	30	49	-	1	35	0,2	14	17	ХЛК	нет
J <sub>2</sub> tm	2365	2385	поровый	1,01	9	25	49	-	1,2	46	1,3	2	20-31	ХЛК	нет

Таблица Б.3 – Газоносность по разрезу скважины

Индекс стратигра фического подраз деления	Интервал,м		Тип коллектор а	Состоян ие (газ, конденса т)	Содержание, % по объему		Относи тельная по воздуху плотнос ть газа	Кэффиц иент сжимаемо сти газа в пластовы х условия	Свобод ный дебит, тыс. м³/сут	Плотность газоконденсата, г/см³		Фазовая проница емость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводо рода	углекислог о газа				в пластов ых	на устье	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J3 vs Ю10-2	2290	2295	поровый	газ, конд.	-	0,95	0,852	0,855	112,5	-	0,732	8,4
J3 vs Ю13	2303	2310	Поровый	газ, конд.	-	1,26	0,879	0,855	112,5	-	0,732	17,2
J3 vs Ю14	2318	2320	Поровый	Газ, конд.	-	1,51	0,815	0,855	414	-	0,732	80,4
J2 tm Ю2	2334	2340	Поровый	Газ, конд.	-	1,8	0,83	0,855	414	-	0,732	80,4

## Приложение В

(Обязательное)

### Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см <sup>3</sup>	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-Pg3-N nk-Pg3-Pg2 cg-Pg2 ll-Pg1 tl	0	300	Глинистый	<1,16	B>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K <sub>2-1</sub> pk+K1 al	550	1375	Глинистый	<1,10 – в интервале под эксплуатационную колонну	B>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,5	
K <sub>1</sub> kls+K1 tr	1375	2000	Глинистый	<1,10 - в интервале под эксплуатационную колонну	B>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,5	
J <sub>3</sub> vs+J <sub>2</sub> tm	2290	2385	Глинистый	<1,10 - в интервале под эксплуатационную колонну	B>10 см <sup>3</sup> за 30 мин	2,0	

Таблица В.2 – Нефтегазоводопрооявления

Индекс стратиграфи и-ческого подразделен ия	Интервал, м		Вид флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидаци и газопрояв- ления	Плотность смеси при проявлении		Условия возникновения	Характер проявления
	от (верх)	до (низ)			внутрен- него	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Pg3-N nk-Pg3- Pg2 cg	60	200	вода	-	1,00	1,00	<b>Геологические:</b> вскрытие зон катастрофического поглощения с падением уровня ПЖ ниже критической отметки. <b>Технологические:</b> не соответствие параметров ПЖ - проектным, нарушение режимов бурения и СПО, неправильный выбор гидравлической программы	В процессе бурения возможно разгазирование, переливы, выбросы ПЖ, увеличение водоотдачи бурового раствора. При вскрытии зон поглощения возможен переход скважины на открытое фонтанирование, пленка нефти, пузырьки газа.
K <sub>2-1</sub> pk	550	1350	вода		1,01	1,01		
K, al-K <sub>1</sub> kls	1350	1375	вода		1,01	1,01		
K <sub>1</sub> tr-K <sub>1</sub> klm	1960	2000	вода		1,01	1,01		
J <sub>3</sub> vs	2290	2295	Газ	2290	-	0,732		
	2295	2298	Нефть	2303	0,665	0,665		
	2303	2310	газ		-	0,732		
	2310	2316	Нефть		0,685	0,685		
	2318	2320	Газ	2318	-	0,732		
	2320	2325	Нефть		0,67	0,67		
J <sub>2</sub> tm	2334	2340	газ	2334	-	0,732		
	2340	2344	нефть	-	0,678	0,678		
	2365	2385	вода		1,01	1,01		

Таблица В.3 – Прихватопасные зоны

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразов- ания и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см <sup>3</sup>	водоотдача, см/30 мин	смазываю- щие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q-Pg3-N nk- Pg3-Pg2 cg	0	200	От обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента.	Глинис- тый	1,04	15	-	да	Не соблюдение режима промывки, недостаточная очистка скважины от выбуренной породы, несоблюдение параметров
K <sub>2</sub> gn-K <sub>2</sub> sl- K <sub>2</sub> ip- K <sub>2</sub> kz	300	550	От разбухания опоквидных глин, обвала стенок скважины, заклинки бурового инструмента	Глинис- тый	1,16	12	-	да	Разбухание опоквидных глин, обвал стенок скважины
K <sub>2-1</sub> pk-K <sub>1</sub> kls	550	1960	От сальникообразован- ия, желобобразования	Глинис- тый	1,16	10	-	да	Несоблюдение параметров раствора.
K <sub>1</sub> tr-K <sub>1</sub> klm	1960	2265	От перепада давления в системе <скважина пласт>	Глинис- тый	1,18	10	-	да	Несоблюдение режимов промывки, параметров бурового раствора.



Таблица В.4 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратигра-	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см <sup>2</sup> ·м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-Pg <sub>3</sub> -N nk	0	170	1	10	Нет	0,195	0,2	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% сверх гидростатического
K <sub>1</sub> al	1350	1375	1	30	Нет	0,165	0,17	
K <sub>1</sub> tr	1960	2000	1	30	Нет	0,165	0,17	
J <sub>3</sub> vs+J <sub>2</sub> tm	2290	2385	1	30	Нет	0,160	0,165	

Таблица В.5 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Pg3 –Pg2 cg	170	200	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн.	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров процесса бурения (повышение нагрузки, нагрузки расхода промывочной жидкости).

## Приложение Г

(Обязательное)

### Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Г.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–70	70–1410	1410–2370
Шифр долота		Ш - 393,7 М–ЦВ	БИТ 295,3 ВТ–519	БИТ 215,9–ВТ–613
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		МЗ	МЗ	СТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–177	3–152	3–117
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg
Длина, м		0,41	0,32	0,27
Масса, кг		150	75	44
G, тс	Рекомендуемая	14–28	5–17	4–14
	Предельная	–	–	40
n, об/мин	Рекомендуемая	40–80	120–300	60–350
	Предельная	–	–	–

Таблица Г.1.2 – Характеристики калибраторов

Интервал		0–70	70–1410	1410–2370
Шифр калибратора		КЛС 393,7	КЛС 295,3	КЛС 215,9
Тип калибратора		Лопастной со спиральными лопастями	Лопастной со спиральными лопастями	Лопастной со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		МЗ	МЗ	СТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg
Длина, м		1,270	0,500	0,39
Масса, кг		450	160,0	96,0

## Приложение Д

(Обязательное)

### Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.1 – Проектирование КНБК для бурение интервала под направление (0–70м)

№	Типоразмер, шифр	Длин а, м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине ния (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соедине ния (верх)	
Бурение под направление (0–70м)							
1	III 393,7 М–ЦВ	0,41	393,7	–			0,150
					3–177	Ниппель	
2	Переводник Н-171 М-177	0,39	219	76	3–177	Муфта	0,636
					3–171	Муфта	
3	Калибратор КЛС 393,7	1,27	393	80	3–171	Ниппель	0,824
					3–171	Муфта	
4	УБТ 203х80,2 Д	8,30	203	80,2	3–171	Ниппель	1,5
					3–171	Муфта	
7	Переводник М-171 Н-152	0,52	203	78	3–171	Ниппель	3,068
					3–133	Муфта	
9	ТБПК 127х9,19Д	До устья	127	108,6	3–133	Ниппель	1,51
					3–133	Муфта	
10	Переводник М-147 Н-147	0,40	178	78	3–133	Ниппель	0.059
					3–147	Муфта	
11	КШЗ–35 М-147 Н-147	0,40	178	76	3–147	Ниппель	0,06
					3–147	Муфта	
12	ВБТ–К 133 Н-147	16	133	82	3–147	Ниппель	0,57
					3–152Л	Муфта	

Таблица Д. 2 – Проектирование КНБК для бурение интервала под кондуктор (70–1410м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине ния (низ)	Сум.вес , т
					Резьба (верх)	Тип соедине ния (верх)	
Бурение под кондуктор (70–1410м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 519	0,32	295,3	–			0,075
					3–152	Ниппель	
2	Калибратор КЛС-285	0,50	295,3	80	3–152	Муфта	0.1
					3–152	Ниппель	
3	Двигатель ДР– 240	6,917	240	–	3–152	Муфта	2,3
					3–152	Муфта	
4	Переводник Н-152 М-152	0,52	203	76	3–152	Ниппель	0,034
					3–152	Муфта	
5	УБТ 203х100 Д	8,30	203	100	3–152	Ниппель	1,5
					3–152	Муфта	
6	Калибратор КЛС-285	1,3	295,3	80	3–152	Ниппель	0,1
					3–152	Муфта	
7	Переводник Н-152 М-152	0,52	203	76	3–152	Ниппель	0,034
					3–152	Муфта	
8	УБТ 203х100 Д	8,30	203	100	3–152	Ниппель	1,5
					3–152	Муфта	
9	Переводник М-147 Н-133	0,53	181	76	3–152	Ниппель	0,034
					3–133	Муфта	
10	ТБПК 127х9,19Д	1370	127	108,6	3–133	Ниппель	32,294
					3–133	Муфта	
11	Переводник М-147 Н-133	0,40	178	78	3–133	Ниппель	0,034
					3–147	Муфта	
12	КШЗ–35 М-147 Н-147	0,40	178	76	3–147	Ниппель	0,056
					3–147	Муфта	
13	ВБТ–К 133 Н-147	16	133	82	3–147	Ниппель	0,57
					3–152Л	Муфта	

Таблица Д. 3 – Проектирование КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну (1410–2370м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1410–2370)							
1	БИТ 215,9–ВТ–613	0,27	215,9	–			0,044
					3–117	Ниппель	
2	Калибратор КЛС 190,5	0,39	215,9	78	3–117	Муфта	0,1
					3–117	Ниппель	
3	Двигатель ДР–178	8,29	178	–	3–117	Муфта	1,91
					3–147	Муфта	
4	Переводник М-147 Н-147	0,40	178	51	3–147	Ниппель	0,034
					3–147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	8,30	178	90	3–147	Ниппель	1,18
					3–147	Муфта	
6	Переводник Н-117 Н-117	0,40	178	51	3–147	Ниппель	0,034
					3–117	Ниппель	
7	Калибратор КЛС 190,5	0,39	215,9	78	3–117	Муфта	0,1
					3–117	Муфта	
8	Переводник М-147 Н-117	0,40	178	51	3–117	Ниппель	0,034
					3–147	Муфта	
9	Переводник М-147 М-147	0,40	178	51	3–147	Ниппель	0,034
					3–147	Муфта	
10	УБТ 178х90 Д	8,30	178	90	3–147	Ниппель	1,22
					3–147	Муфта	
11	Переводник М-147 М-133	0,40	178	51	3–147	Ниппель	0,034
					3–133	Муфта	
12	ТБПК 127х9,19	1370	127	108,6	3–133	Ниппель	34,47
					3–133	Муфта	
13	Переводник М-147 Н-147	0,40	178	78	3–133	Ниппель	0,034
					3–147	Муфта	
14	КШЗ–35 М147хН147	0,40	178	76	3–147	Ниппель	0,056
					3–147	Муфта	
15	ВБТ–К 133 Н-147	16	133	82	3–147	Ниппель	0,57
					3–152Л	Муфта	

Таблица Д. 4 – Проектирование КНБК для отбора керна (2295–2344м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж · диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине ния (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соедине ния (верх)	
Отбор керна (2295–2344м)							
1	Бурильная головка БИТ 215,9/100 В 613 Е	0,3	142,9	50			0,015
					3–161	Ниппель	
2	Переводник М–161 М–133	0,40	120	68	3–161		0,035
					3–133		
3	Кернотборный снаряд СК-178/100 "ТРИАС"	18	114	52	3–133	Ниппель	0,035
					3–133	Муфта	
4	Переводник М–147 Н–161	0,40	120	68	3–133	Ниппель	0,034
					3–147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	8,30	178	90	3–147	Ниппель	1,22
					3–147	Муфта	
6	Переводник М–133 Н– 147	0,40	120	68	3–147	Ниппель	0,034
					3–133	Муфта	
7	ТБПК 127х9,19	1370	127	108,6	3–133	Ниппель	42,2
					3–133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,36	127	63	3–133	Ниппель	0,034
					3–147	Муфта	
9	КШЗ–35 М147хН147	0,40	178	76	3–147	Ниппель	0,061
					3–147	Муфта	
10	Переводник М147хН133	0,36	127	63	3–147	Ниппель	0,034
					3–147	Муфта	
11	ВБТ–К 133 Н-147	16	133	82	3–147	Ниппель	0,57
					3–152Л	Муфта	

## Приложение Е

(Обязательное)

### Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Е. 1 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	70	1,19	–	–	60–80	≤10	8–10	≤2	8–20	10–25
70	1410	1,15	4–8	6–16	45–55	≤8	8–10	≤1	8–20	10–25
1410	2370	1,11	2–10	4–24	40–55	≤5	8–10	≤1	5–20	10–25

### Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Таблица Е. 2 – Компонентный состав бентонитового раствора (направление)

Наименование хим. реагента	Класс/ назначение	Расход
		кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	0,28
Кальцинированная сода	Регулятор рН и жесткости	0,28
Глинопоршок (бентонит)	Регулятор вязкости	40
МЕХ–РАN	Полиакрилат, флокулянт, инкапсулятор	0,56
Барит	Утяжелитель	124



Таблица Е. 3 – Компонентный состав ингибированного раствора (кондуктор)

Наименование хим. реагента	Класс/ назначение	Расход
		кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	0,15
Кальцинированн ая сода	Регулятор pH и жесткости	0,15
MEX-BOR	Боросиликатный ингибитор	2,13
MEX-CAP	Инкапсулятор	0,46
MEX-PAC HV	Регулятор фильтрации, вязкости	0,30
MEX-PAN	Полиакрилат, флокулянт, инкапсулятор	1,83
SAAP	Разжижитель	0,46
Барит	Утяжелитель	124

Таблица Е. 4 – Компонентный состав KCL/полимерного раствора (эксплуатационная колонна)

Наименование хим. реагента	Класс/ назначение	Расход
		кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	1,50
Кальцинированная сода	Регулятор pH и жесткости	0,21
MEX-GL LUBE	Смазывающая добавка	4,29
MEX-GUM S	Ксантановая смола, регулятор вязкости	0,64
MEX-PAC LV	Регулятор фильтрации,	1,29
MEX-PAC HV	Регулятор вязкости	7,83
Известь	Регулятор pH	0,21
БИКАРБОНАТ НАТРИЯ	Нейтрализация цементной агрессии	0,11
KCL	Ингибитор глин	104,29
Карбонат кальция (мел)	Карбонат кальция, кальматант	64,38

Таблица Е. 5 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2370м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн н.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	70	70	393,7	–	1,3	21,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=18,81$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно}}=0,35$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 21,1$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}}=81,26$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}}=14,6$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
70	1410	1340	295,3	306,9	1,5	136,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=12,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=119,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно}}=6,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=136,1$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}}=416,72$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}}=66,52$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_2=350,2$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}}=0$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1410	2370	960	215,9	228,7	1,1	1107,87
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=6,21$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=139,1$

Продолжение таблицы Е. 5

Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО	$V_{\text{сно}}=4,8$
Объем раствора в конце бурения интервала	$V_3=448,33$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>	$V_{\text{бр}}=1107,87$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала	$V_{\text{перев2}}=0$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>	$V_{3'}=383,1$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал	$V_{\text{перев3}}=0$

Таблица Е. 6 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода		25,0	6,6	1	55,6	3	575	23	716	31
Кальцинированная сода		25,0	6,6	1	55,6	3	81	4	143	8
Бентонит		900	948	2	0	0	0	0	948	2
MEX-PAN		25	13,2	1	0	0	0	0	13,2	1
MEX-BOR		25	0	0	790	32	0	0	790	32
MEX-CAP		25	0	0	170	7	0	0	170	7
MEX-PAC HV		25	0	0	111	5	0	0	111	5
MEX-PAN		25	0	0	680	28	0	0	680	28
SAAP		25	0	0	171	7	0	0	171	7
KCL		900	0	0	0	0	40000	45	47750	54
MEX-SBT		25	0	0	0	0	0	0	2800	111
MEX-GL LUBE		200	0	0	0	0	1643	9	5043	26
MEX-GUM S		25	0	0	0	0	245	10	245	10
MEX-PAC HV		25	0	0	0	0	495	20	495	20
MEX-PAC LV		25	0	0	0	0	30000	120	30000	120
Известь		25	0	0	0	0	81	4	81	4
Бикарбонат натрия		25	0	0	0	0	42	2	42	2
Мел		1000	0	0	0	0	25000	28	25000	28
Карбонат кальция МК-160		1000					0	0	3862	4
Карбонат кальция МК-60		1000					0	0	1854	2
Пеногаситель		20					0	0	78	4
Барит		1000	2938,8	3	8816,4	9				

## Приложение Ж

(Обязательное)

### Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Ж. 1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	70	БУРЕНИЕ	0.38	0.045	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	103,8	3.0
Под кондуктор									
70	1410	БУРЕНИЕ	0.59	0.08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	6*4,10*6	94,2	4,24
Под эксплуатационную колонну									
1410	2370	БУРЕНИЕ	0,98	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	6*4,9*3	98,7	4,59
Отбор керна									
2295	2344	Отбор керна	1,3	0,1	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	94,1	5,08

Таблица Ж. 2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	70	БУРЕНИЕ	УНБ–600	2	100	170	247,5	1	105	34	68
70	1410	БУРЕНИЕ	УНТ–600	2	100	170	247,5	1	85	27	55
1410	2370	БУРЕНИЕ	УНБ–600	1	100	150	326	1	125	32	32
2295	2344	Отбор керна	УНБ–600	1	100	150	330	1	85	24	24

Таблица Ж. 3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	70	БУРЕНИЕ	91,6	75,7	0	2,5	0,1	7,2
70	1410	БУРЕНИЕ	164,6	60,3	38,0	36,2	3,6	3,6
1410	2370	БУРЕНИЕ	174,1	63,9	64,7	21,6	21,8	2
2295	2344	Отбор керна	181,2	58,1	0	90,5	32	0,6

**Приложение 3**  
**(Обязательное)**

Таблица 3.1 - Нормативная карта

№ пп	Наименование работ	Ед-ца измер.	Продолжительность
1	Строительно-монтажные работы	ч	1707,9
2	Подготовительные работы к бурению	ч	48,0
3	Бурение интервала под направление: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания ПЗР перед СПО Бурение 0-70 м Промывка Проработка ствола Крепление: СПО обсадной колонны Подготовительные работы и цементирование ОЗЦ Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами Ремонтные работы – 3,3% Смена вахт – 1,25% Итого	 ч ч ч ч ч  ч ч ч ч ч ч ч ч	 2,0 0,43  1,0 1,0 0,64  0,6 4,1 24,0 12,0 1,5 0,56 47,83
4	Бурение интервала под кондуктор: СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания Бурение 70– 1410м Промывка Проработка ствола ПЗР перед СПО Крепление обсадной колонны: СПО обсадной колонны Подготовительные работы и цементирование ОЗЦ ГИС	 ч ч ч ч ч  ч ч ч ч	 9,82 21,7 2,0 4,17 0,43  7,0 4,1 24,0 6,0
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами Ремонтные работы – 3,3% Смена вахт – 1,25% Итого	 ч ч ч ч	 12,0 3,1 1,14 95,5

Продолжение таблицы 3.1

5	Бурение интервала под эксплуатационную колонну:		
	СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	16,67
	Бурение 1410–2370м	ч	174,9
	Промывка	ч	3,0
	Проработка ствола	ч	9,7
	ПЗР перед СПО	ч	0,43
	Крепление обсадной колонны:		
	СПО обсадной колонны	ч	20,4
	Подготовительные работы и цементирование	ч	4,1
	ОЗЦ	ч	24,0
	ГИС	ч	20,0
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	9,42
	Смена вахт – 1,25%	ч	3,57
	Итого	ч	298,59
6	Бурение интервала с отбором керна:		
	СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	22,13
	Бурение 2295-2334м	ч	7,0
	Промывка	ч	ë2,0
	Проработка ствола	ч	9,85
	ПЗР перед СПО	ч	0,43
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	1,8
	Смена вахт – 1,25%	ч	0,67
	Итого	ч	55,88
	Прочие работы, не учтенные укрупненными нормами	ч	12,0
	Ремонтные работы – 3,3%	ч	4,84
	Смена вахт – 1,25%	ч	1,84
	Итого	ч	153,5
9	Итого на строительство скважины	ч	737,52
10	Испытание скважины:	ч	255,5
	Всего по скважине:	ч	2748,92



В таблице 3.2 представлен сметный расчет на бурение скважины.

Таблица 3.2– Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Затраты, зависящие от времени</b>										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	2	428,32	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	128,496	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	1,99	458,3	3,98	915,2	18,4	4231
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	137,49	-	274,5	-	1269
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	2	35,9	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	10,77	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25	-	-	1,99	38,3	3,98	76,6	18,4	354,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	11,5	-	22,9	-	106,3
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	6,72	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	2	331	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	99,3	-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2	444,56	1,99	442,3	3,98	884,67	18,4	4084,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4	7498

### Продолжение таблицы 3.2

Материалы и запасные части при бурении ГЗД	сут	153,75	-	-	-	-	3,98	611,93	18,4	2829
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4	2249,2
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4	567,8
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4	420,6
Содержание средств диспетчерского контроля	сут.	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4	163,76
Содержание ДЭС	сут.	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4	280,6
Электрэнергия	кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4	2585,2
Содержание ЛЭП	сут.	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4	478,4
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4	4682,4
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4	3267,8
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4	3571,8
Техническая вода	м <sup>3</sup>	2,9	-	-	22,8	66,12	109	316,1	114	330,6
Порошок бентонитовый	т	75,4	-	-	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3	399,62
Сода каустическая	т	220,5	-	-	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32	70,56
Сода кальцинированная марки	т	77,5	-	-	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06	4,65
KCl	т	215,6	-	-	-	-	5,7	1228,9	16,4	3535,8
Карбонат кальция(мел)	т	1144	-	-	-	-	0,23	263,12	0,25	
БИКАРБОНАТ натрия	т	1350	-	-	-	-	0,9	1215	1	
MEX-GL LUBE	т	800	-	-	-	-	-	-	1,5	1200
MEX-GUM S	т	1622	-	-	-	-	-	-	0,98	1605
MEX-BOR	т	652	-	-	-	-	-	-	0,04	26,08
SAAP	т	536	-	-	-	-	-	-	0,2	107,2
MEX-PAC HV	т	692	-	-	-	-	-	-	0,2	138,4
MEX-PAC LV	т	983	-	-	-	-	-	-	0,5	491,5
MEX-CAP	т	865	-	-	-	-	-	-	0,36	311,4
Барит	т	198,6	-	-	-	-	-	-	9,8	1940
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	25,3	-	-	24,2	612,26	120	3036	150	3795
Итого затрат зависящих от времени, руб			4740		5127		15717		35322	

Продолжение таблицы 3. 3

Затраты, зависящие от объема работ										
БИТ 393,7	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-
БИТ 295,3 В 613 У	шт	4852,7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-
БИТ 215,9 ВТ 613 У.40	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58
СК-178/100 "ТРИАС"	шт	5232	-	-	-	-	-	-	0,32	1674,24
Калибратор 393,7 МС	шт	529	-	-	0,14	74,06	-	-	-	-
Калибратор 295,3 МС	шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-
Калибратор 215,9 СТ	шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1
Транспортировка труб и долот	т	4,91	-	-	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9
Транспортировка вахт, руб	смена	1268								
Итого затрат зависящим от объема работ, руб	-	-	0		554		1750,2		6840	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	4740		5681,2		17467		42162	
Всего по сметному расчету, руб	76569,3									

Таблица 3. 4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затраты, зависящие от объёма работ								
Башмак колонный БКМ-323,9	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-244,5	шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БКМ-146,1	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-
Центратор ЦПН-146,1/216	шт	18,7	-	-	-	-	86	1608,2

Продолжение таблицы 3. 4

ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
КОДГ-146	шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-146,1	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементируочная ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-244,5	шт	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-146,1	шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Обсадные трубы 323,9х9,5	м	37,21	50	1860.5	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5х7,9	м	28,53	-	-	770	21968	-	-
Обсадные трубы 146,1х8,5	м	23,67	-	-	-	-	180	4260,6
Обсадные трубы 146,1х7х7	м	19,96					980	19560,8
Обсадные трубы 146,1	м	16,47	-	-	-	-	1555	25610,8
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,88	21,87	594.35	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95	-	-	-	-	5.796	173.6
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III об-4-100	т	32	-	-	-	-	51.1	1635.2
Техническая вода	м³	2,9	5	14,3	26.56	77	57.41	166.5
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	6	875,94
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,77	21,87	131,4	56,9	342
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8
Опрессовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	1	80,6	1	80,6
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3
Транспортировка вахт, руб		1268						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	5297		28633		59560	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	1							
Всего по сметному расчету, руб	94849							

Таблица 3. 5 - Сводный сметный расчет

№	№ смет- ного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 года всего, руб.
			Прямые затраты
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	78997
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2295
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительным работам			93484
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	177994
5	2.2	Разборка и демонтаж	11351
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	13905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1674
Итого по вышкостроению и монтажу			204924
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	78567,3
9	3.2	Крепление скважины	94849
Итого по бурению и креплению			173416,3
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203,4
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	63640
Итого по промыслово-геофизическим работам			63640
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	16114
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	10250,5
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	43910,05
Итого по разделу VI			70274,55
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			693654,5
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	173413
Итого по разделу VII			173413

Продолжение таблицы 3. 5

Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	39692
<b>Итого по разделу VIII</b>			<b>39962</b>
<b>ИТОГО с накладными и плановыми</b>			<b>907029,5</b>
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	222222,1
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	39909
21	9.3	Северные льготы 2,98%	27029
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1360,5
23	9.5	Авиатранспорт	43447,36
24	9.6	Транспортировка вахт	9618,53
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18623,15
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500,00
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200,00
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
<b>Итого прочих затрат и работ</b>			<b>208319,5</b>
<b>ИТОГО по разделам I-IX</b>			<b>1115349</b>
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	26768
<b>ИТОГО</b>			<b>1142117</b>
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	2284,3
<b>Итого по подрядным работам</b>			<b>2284,3</b>
<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>			<b>1109689,3</b>
<b>С учетом коэффициента удорожания <math>k=204,2</math> к ценам 1984 г.</b>			<b>226598555,06</b>
НДС 20 %			45341904
<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>			<b>272051428</b>